

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Институт: Институт природных ресурсов
 Направление: Нефтегазовое дело
 Кафедра: Геологии и разработки нефтяных месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ эффективности и особенности технологии проведения гидроразрыва пласта на Барсуковском нефтяном месторождении (ЯНАО)

УДК 622.276.66-027.236(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4В	Акперов Элдост Горхмаз оглы		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Арбузов Валерий Николаевич	Кандидат физико-математических наук		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	Кандидат экономических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Крепша Нина Владимировна	Кандидат геолого-минералогических наук		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРНИ ИПР	Чернова Оксана Сергеевна	Кандидат геолого-минералогических наук		

Томск – 2016 г.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время состояние разработки на месторождениях Западной Сибири характеризуется снижением темпов добычи нефти вследствие прогрессирующего роста обводненности и истощения пластовой энергии. Дальнейшая эксплуатация таких залежей требует применения нетрадиционных методов повышения нефтеизвлечения.

Вместе с тем, в последние годы начался интенсивный ввод в эксплуатацию залежей нефти, сосредоточенных в низкопроницаемых коллекторах.

Эксплуатация сложно - построенных залежей традиционными для Западной Сибири методами малоэффективна и нерентабельна. Конечный коэффициент нефтеотдачи здесь, в лучшем случае, может составить 0,2 - 0,25 (но, как показывает опыт, он едва достигает 0,15), при низких темпах отбора (1 - 3%) и длительных сроках разработки.

Создавшаяся ситуация обуславливает необходимость поиска, создания и промышленного внедрения новых технологий воздействия на пласты.

При разработке низкопроницаемых коллекторов все большее применение находят технологии, связанные с методом гидравлического разрыва пласта как способа интенсификации притока жидкости, а также способа разработки залежей с трудно извлекаемыми запасами нефти. В связи с этим возникает необходимость оценки результатов применения данной технологии на процессе извлечения нефти.

Целью данной работы является анализ эффективности производства гидравлического разрыва пласта на месторождении Б.

Основными задачами данного исследования являются:

- оценка эффективности проведенных по ГРП работ;
- оценка влияния гидроразрыва на динамику обводнения скважин и нефтеотдачу пласта;
- введение новой технологии ГРП на месторождении Б.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 128 страниц, 25 рисунков, 20 таблиц, 30 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ГАЗ, ПЛАСТ, ДОБЫЧА, ИНТЕНСИФИКАЦИИ, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА, ПРИЗАБОЙНАЯ ЗОНА ПЛАСТА, ДЕБИТ.

Объектом исследования является месторождение Б.

Цель работы – анализ эффективности проведенного гидроразрыва пласта на месторождении Б., расчёт гидроразрыва на скважинах № 1;2;3, предложение способа увеличения его эффективности.

В процессе исследования проводился анализ проведения гидроразрыва пласта, сделаны выводы об эффективности его применения. В результате предложена оценка эффективности гидроразрыва, способы повышения его эффективности, выполнен расчет экономической эффективности проекта.

Экономическая эффективность работы: Многократное увеличение накопленной добычи. Срок окупаемости затрат на гидроразрыв пласта составляет около четырех месяцев.

ClearFRAC Family of Polymer-Free Fracturing Fluids

The ClearFRAC family of polymer-free fracturing fluids enables a larger effective fracture half-length. ClearFRAC fluids also reduce friction pressure, allowing operators to save costs with reduced pumping equipment. Viscosity remains constant at a given temperature until contacted by formation fluids or added chemical breakers.

Each ClearFRAC fluid has specific applications, including

- 1) nitrogen and carbon dioxide (CO₂) foam fracturing;
- 2) stimulation in hard-to-reach zones;
- 3) offshore operations.

ClearFRAC LT

Maximize conductivity with polymer-free fracturing fluid developed for conditions facing operators in the Canadian shallow gas play.

ClearFRAC XT

Reduce fracture cleanup time with less surfactant concentrations.

ClearFRAC CO₂

Decrease operations costs with nitrogen foam fracturing treatments.

ClearFRAC HighPerm

Enhance fracture efficiency using the innovative viscoelastic surfactant (VES) system for low friction pressure and excellent proppant-carrying capacity.

ClearFRAC CO₂ Surfactant

Applications

- 1) CO₂ foam fracturing treatments at up to 200°F [93°C];
- 2) Depleted and/or underpressured reservoirs;
- 3) Stimulation through coiled tubing;
- 4) Fracture height containment.

Benefits

- 1) Improved flowback and cleanup;
- 2) Better stimulation with increased effective fracture half-length;

- 3) Reduced hydraulic horsepower requirements or greater pump rate potential at maximum surface pressure because of reduced system friction pressure;
- 4) Unimpaired production because the proppant pack is not damaged by the surfactant.

Features

- 1) Simple one-additive system;
- 2) Effective proppant transport characteristics;
- 3) Polymer-free;
- 4) Excellent drag reduction properties resulting in low friction pressure.

ClearFRAC* CO₂ polymer-free fracturing fluid was developed specifically for wells requiring the added flowback energy and hydrostatic benefits of hydraulic fracturing with liquid carbon dioxide.

The fluid was designed to be CO₂ -compatible, specifically addressing the technical aspects of creating a stable foam with supercritical CO₂.

Possessing all of the attributes normally associated with Schlumberger viscoelastic surfactant systems, ClearFRAC CO₂ fluid exhibits low friction pressure and excellent proppant-carrying capacity, leaves no damage in the proppant pack, improves location logistics, and creates greater effective fracture half-lengths. Because ClearFRAC CO₂ fluids are formulated to avoid damage in the proppant pack, the fracture's production is unimpeded. Even at low viscosity, the elastic property of the ClearFRAC CO₂ surfactant makes it highly efficient at transporting proppant.

The result is the ability to alter viscosity for better control of fracture geometry without compromising transportability. The low friction pressure generated by the ClearFRAC CO₂ system can vastly improve stimulation through tubing by allowing higher pump rates at maximum treating pressure or lower treating pressures at a given pump rate.

ClearFRAC CO₂ surfactant will experience viscosity reduction following the fracturing treatment through any of the following methods: CO₂ liberation, dilution

with formation brines, contact with the prepad, contact and mixing with hydrocarbons, and the addition of chemical breakers.

The ClearFRAC CO₂ system is prepared with 2% potassium chloride (KCl). An encapsulated nonoxidizer breaker is added to the slurry stages. The breaker is designed for the proppant-laden stages and is easily metered through dry-additive feeders. Viscosity is reduced immediately upon release (closure). This is caused by the disruption of the micelle structure and the elimination of foam stability.

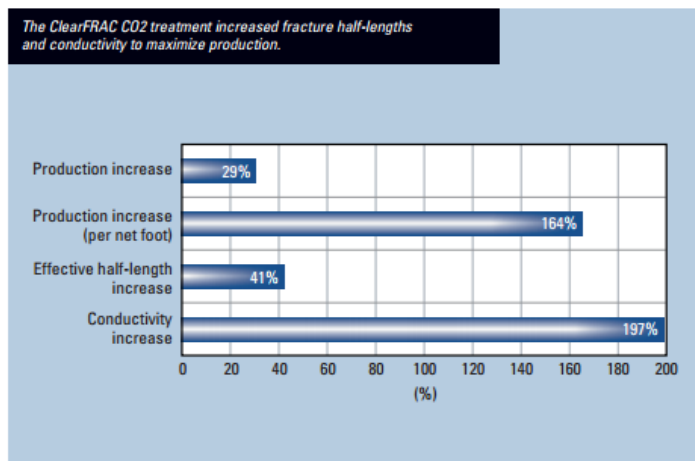
Successful stimulation of depleted tight sandstone improves production by 164%

An operator wanted to improve production from an aging field in the Texas Panhandle. The reservoir depth and pressure depletion made CO₂-base fracturing fluids the system of choice for the field.

The problem was achieving an effective fracture half-length with CO₂ that would maximize the financial returns. Normal treatments were polymerbase CO₂ systems pumped down 4 1/2-in. casing.

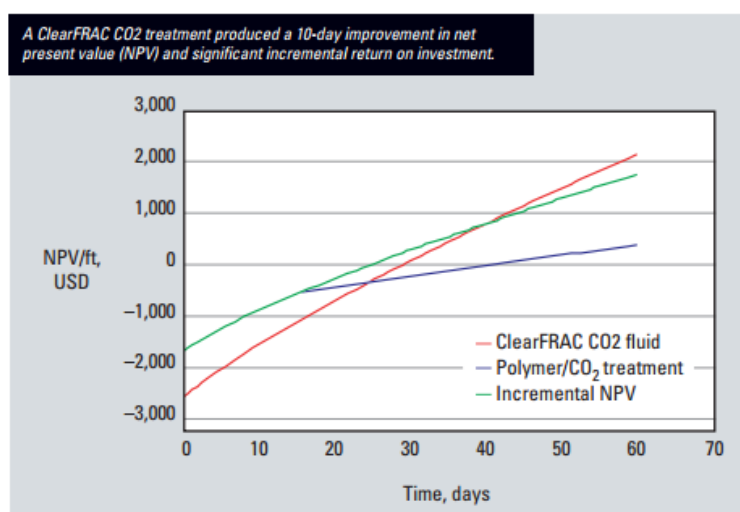
High friction pressure would not allow pumping this system down smaller-diameter tubing. Flowing the well back up tubing increases the flowback velocity, which aids cleanup by increasing the liquid-carrying capacity.

To improve cleanup by stimulating down tubing and not introducing polymers that could damage the proppant pack, the operator used robust ClearFRAC CO₂ fracturing fluid. Low-friction ClearFRAC CO₂ treatment was successfully performed down 2 3/8-in. tubing, which both reduced rig time and improved cleanup.



Operations were further simplified because the ClearFRAC CO₂ system used only one liquid additive and an encapsulated breaker mixed on the fly whereas the polymer fluid required seven additives.

ClearFRAC CO₂ treatment increased fracture half-length by 41% and conductivity by 197%. As a result, production was increased by 29% in comparison with polymer treatment of the same formation in a nearby well. Normalized by net foot of pay, the production increase was 164%.



Significant reductions in the cost of operations were realized by using the ClearFRAC CO₂ system over conventional polymer treatments.

The treatment fluid volume was 18% less and the flush volume was 25% less. Tubing installation costs were reduced because snubbing operations, packer lubrication, and killing the fractured zone were no longer necessary.

The operator is planning more ClearFRAC CO₂ treatments in the field to improve production in additional wells.

ClearFRAC LT Surfactant

Applications

- 1) Nitrogen foam fracturing treatments in temperatures less than 100°F;
- 2) Marginal plays;
- 3) Fracture height containment.

Benefits

- 1) Environmental compatibility because return fluids become fertilizer;
- 2) Improved stimulation by increasing the effective fracture half-length;
- 3) Lower hydraulic horsepower requirements or higher pump rate potential at maximum surface pressure as a result of lower friction pressure;
- 4) Unimpaired production because proppant pack remains undamaged.

Features

- 1) Compatible with ammoniumnitrate brine;
- 2) Effective proppant transport characteristics;
- 3) Polymer-free;
- 4) Excellent drag reduction properties resulting in low friction pressure.

Viscoelastic surfactant versatility makes development of fluid systems for specific applications possible. The ClearFRAC* LT surfactant was developed for conditions facing operators in the Canadian shallow gas play, where marginal economics made it necessary for operators to find an alternative to conventional completion methodology.

Requirements called for a base fluid to be prepared in ammonium nitrate brine and be used in nitrogen foam fracturing treatments at a maximum temperature of 100°F. Areas targeted by the fluid design included fluid cost, treatment volumes, and well completion efficiency.

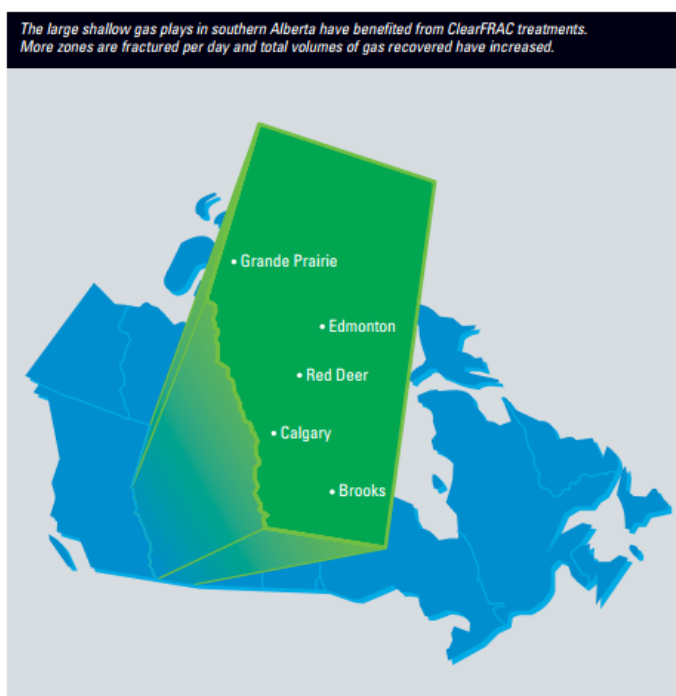
ClearFRAC LT surfactant meets the Canadian shallow gas play economic criteria. It is mixed continuously, eliminating the standard process of batch mixing polymer-based fluids in the fracturing tanks, saving a considerable amount of time on location and resulting in more zones being stimulated in a day.

Another process improvement was the implementation of CoilFRAC* stimulation through coiled tubing technology to isolate and treat the pay sands with added precision. This process reduced the total amount of fluid needed to effectively stimulate the entire well and again increased the number of intervals that could be stimulated in a day.

The ClearFRAC LT fluid is generally prepared with less than 2% surfactant concentrations in ammonium nitrate brine. ClearFRAC LT fluids will break as do other ClearFRAC fluids upon contact and mixing with hydrocarbons, dilution with formation brine, and the addition of chemical breakers as needed. ClearFRAC LT fluids can also be formulated with potassium chloride or ammonium chloride.

Canadian pilot program results beneficial

Initial pilot program tests of ClearFRAC LT surfactant performed on seven Canadian wells resulted in all wells being successfully pumped to completion, achieving improved well economics and demonstrating stimulation of marginal pay zones. Three wells were completed with ClearFRAC (J508W) surfactant and the remaining four wells were completed with ClearFRAC LT (J551) fluid.



Field test conditions of J551 concentration in the four wells completed with ClearFRAC LT fluid included J551 concentration ramping from 2.2 to 1.2%. In all seven wells, foam quality ramped from 76 to 44%, blender proppant concentration

ramped from 2.1 to 17.5 ppa, and borehole proppant concentration ramped from 0.5 to 10.0 ppa.

Test results showed no changes in surface treating pressure, same flowback fluid appearance and volume, and equal production performance.

Benefits experienced during the tests included logistically simple operations, compatibility with the CoilFRAC through-tubing fracturing service, and environmentally friendly fertilizer from decomposition of flowback fluid.

ClearFRAC XT Expanded-temperature-range, polymer-free fracturing fluid

Applications

- 1) Fracturing at bottomhole temperatures up to 265 degF [130 degC];
- 2) Nitrogen foam fracturing treatments;
- 3) Stimulation through coiled tubing;
- 4) Fracture height containment.

Benefits

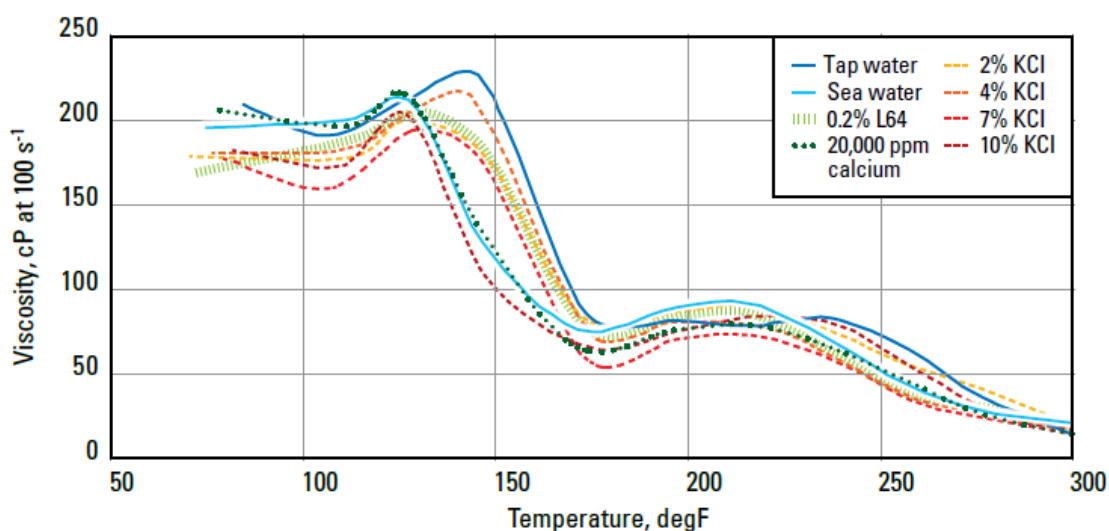
- 1) Improves early production response with rapid flowback and fracture cleanup;
- 2) Enhances cost efficiency and logistic simplicity with insensitivity to oilfield brines;
- 3) Reduces costs by lowering friction pressure and horsepower requirements.

Features

- 1) Formulation flexibility, permitting use of fresh water, KCl or organic clay stabilizers, or field brines;
- 2) Excellent fluid and slurry friction reduction properties;
- 3) Simplicity in field mixing;
- 4) Excellent proppant transport characteristics;
- 5) Polymer-free formulation.

AC XClearFRT* expanded-temperature-range, polymer-free fracturing fluid can be used at temperatures from 50 to 265 degF [10 to 130 degC].

Part of the proven ClearFRAC* family of polymer-free fracturing fluids, the innovative ClearFRAC XT fluid enables reduced surfactant concentrations, which significantly reduces fracture cleanup time and allows preparation with a wide variety of water and brines. It is an environmentally friendly, surfactant-based, nonresidue fluid that, like other ClearFRAC fluid systems, leaves the proppant pack virtually damage-free.



The ClearFRAC XT system exhibits excellent proppant transport at low surfactant concentrations and low viscosity.

Compatibility with fresh water, potassium chloride, brines, and nitrogen

Flexibility is key to the ClearFRAC XT fluid, which may be prepared with fresh water, water containing up to 7% KCl or 0.2% organic clay stabilizer, or some produced formation waters. Foaming ClearFRAC XT fluid with nitrogen also provides very stable, high-viscosity fracturing fluids.

The viscoelasticity exhibited by the fluid offers excellent proppant transport at low surfactant concentrations and viscosity. This enables easy alteration of viscosity to better control fracture geometry (reduced propensity for height growth), thus increasing effective fracture half-length without compromising proppant transportability. With friction pressures lower than those of polymer-based fluids, ClearFRAC XT fluid also exhibits the excellent drag-reduction characteristics of viscoelastic fluids.

The low friction-pressure capability makes the ClearFRAC XT fluid ideal for CoilFRAC* stimulation through coiled tubing.

Lower HSE risk on location

After the treatment, the ClearFRAC XT fluid will experience viscosity reduction from dilution with formation brines, contact with any preflush fluids, contact and mixing with hydrocarbons, or the addition of chemical breakers. The proppant-pack breaker for the ClearFRAC XT fluid is nonoxidizing, reducing health, handling safety, and environmental concerns on location. Viscosity is reduced immediately upon release (fracture-closure) as a result of disruption of the micelle structure.

ClearFRAC XT fluid provides faster fracture cleanup while reducing HSE risk on location.

ClearFRAC HiPerm

Applications

- 1) Fracturing treatments at temperatures to 121 degC [250 degF];
- 2) Sand-control solutions;
- 3) Microscreen systems;
- 4) Screenless completions;
- 5) CoilFRAC* stimulation through coiled tubing operations;
- 6) Fracture-height containment.

Benefits

- 1) Improves production through high retained conductivity;
- 2) Helps stimulate producing intervals close to water zones;
- 3) Offers minimal damage to screens;
- 4) Guards against proppant-pack damage that can impair production.

Features

- 1) Fluid loss control;
- 2) Easy wellsite handling and metering;
- 3) Effective proppant transport, even at low viscosity;

- 4) Reduced drag, resulting in low friction pressure;
- 5) Polymer-free fracturing fluid;
- 6) Lower hydraulic horsepower requirements or higher pump rate potential at maximum surface pressure;
- 7) Low friction pressure, enabling deeper CoilFRAC operations.

ClearFRAC HiPerm polymer-free fracturing fluid has been specially developed to maximize production and increase recovery in reservoirs with permeabilities higher than 10 mD and temperatures to 121 degC [250 degF]. This innovative viscoelastic surfactant (VES) system significantly enhances fracturing efficiency because it has a low friction pressure and excellent proppant-carrying capacity. It leaves the proppant pack undamaged, generates greater effective conductivity compared with polymer fluids, and simplifies wellsite logistics because it is easy to mix and pump.

High retained conductivity

The polymer-free ClearFRAC HiPerm system can achieve tip screenout (TSO) and enable fracture width inflation to optimize fracture geometry. Retained conductivity is high, resulting in high flow rates, reduced drawdown, and less fines migration and emulsion formation during flowback.

Efficient proppant transport

The viscoelastic rheological behavior of the ClearFRAC HiPerm system enables it to suspend and transport proppant efficiently, even at lower than normal viscosities. Viscosity can then be altered for better control of fracture geometry without compromising proppant transport.

Stimulation of producing intervals close to water zones

The system's VES leakoff control minimizes the risk of a premature screenout, enabling access to high-permeability producing intervals in proximity to water zones.

Low friction pressure facilitates stimulation through coiled tubing

The low friction pressure of the ClearFRAC HiPerm system, relative to polymer systems, improves CoilFRAC stimulation through coiled tubing by allowing higher pump rates at maximum treating pressure, or lower treating pressures at a given pump rate.

Immediate viscosity reduction following treatment

Viscosity of the ClearFRAC HiPerm system is reduced immediately when release (closure) disrupts the micelle structure. The reduction is triggered by dilution with formation brines, contact with the prepad and hydrocarbons, or addition of a chemical breaker.

The breaker, which is designed to be run in the proppant- laden stages of the treatment, is easy to meter through the dry additive feeders of a POD* programmable optimum density blender.

Unimpaired production

The ClearFRAC HiPerm system has no polymers to damage the proppant pack or obstruct microscreens. As a result, production is unimpaired.

Gulf of Mexico case study

In order to optimize production through completion hardware of a deepwater well in the Gulf of Mexico, an operator used a ClearFRAC HiPerm VES system to frac pack a 122-m [400-ft] interval with a permeability of 100 to 300 mD.

Fluid efficiency was 30%, according to DataFRAC* fracture data analysis, and TSO was achieved, resulting in a broad fracture width. Production after frac packing exceeded expectation by nearly 20%, reaching 20,000 bbl/d of oil.

Заключение

Разработка значительной части площади нефтеносности нерентабельна без применения гидравлического разрыва пласта.

Анализ показал, что применение технологии ГРП для разработки месторождения Б. является успешным. При этом падение текущей обводненности сразу после проведения гидроразрыва говорит об эффективности ГРП не только как метода интенсификации, но и как метода увеличения области дренирования добывающих скважин.

На объекте №1 и объекта №2 проведено 90 скважино-операций гидроразрыва. Объем дополнительной добычи нефти составил 179,5 тыс.т. Среднее увеличение дебита в 2,5 раза. Успешность проведения ГРП - 66 %. Расчетная продолжительность эффекта - от 2 до 5 лет, ожидаемая дополнительная добыча на скважину 11 тыс. т.

В дипломном проекте произведен анализ ГРП по основным эксплуатационным объектам №1 и №2, и выработаны следующие основные рекомендации по повышению эффективности его дальнейшего применения: для объекта №2 следует сменить применяемую жидкость разрыва, в связи с прорывами подошвенных вод при проведении гидравлического разрыва, предлагается жидкость разрыва ClearFRAC, технология компании Schlumberger. Объектам №1 глобальных изменений технологий гидравлического разрыва не требуется.

Также рекомендовано закачивать от 2 до 4 тонн проппанта на 1 метр высоты трещины и был получен оптимальный интервал полудлины трещины 80-120 м.

Произведен анализ экономической эффективности по скважинам переходящего фонда и произведен прогноз на 4 года. Получено, что срок окупаемости затрат на ГРП составляет около четырех месяцев, индекс доходности – 6,1, а ЧДД проекта составляет – 2,329 млрд.руб.

Выполнен анализ чувствительности проекта при изменении на $\pm 10\%$ таких основных экономических факторов. Получено, что проект наиболее

чувствителен к изменению дополнительной добычи нефти (ЧДД изменяется на 14%), цены на нефть (ЧДД изменяется на 10,3%), курса доллара (ЧДД изменяется на 8,9%) и ставки налога на добычу полезных ископаемых (ЧДД изменяется на 5,2%).

Аннотация

В первом разделе описаны общие сведения о месторождении Б., географо-экономические сведения района, геолого-геофизическая изученность и история открытия месторождения Б.

Во втором разделе подробно описана геолого-физическая характеристика месторождения Б., литолого-стратиграфическая характеристика разреза, определены самые перспективные, с точки зрения промышленной добычи нефти объекты. Дано описание тектонической изученности района проведения работ. Описаны гидрогеологические условия, а также свойства пластовой нефти.

В третьем разделе описаны характеристики текущего состояния разработки месторождения Б., дано описание технологической схемы разработки, описан текущий фонд скважин, приведены основные показатели разработки, также описаны проведенные и планируемые геолого-технические мероприятия по увеличению конечного значения коэффициента извлечения пласта, и увеличению темпа отбора нефти.

Четвертый раздел представляет собой анализ эффективности проведения гидравлического разрыва пласта на месторождении Б., описана сущность гидравлического разрыва пласта, приведены типичные схемы производства ГРП, описаны основания для выбора скважин под гидравлический разрыв пласта, также описаны техника и технология ГРП, произведен технологический расчет гидравлического разрыва на скважинах: № 1; 2; 3, на основе которого был сделан вывод об эффективности проведения ГРП на месторождении Б., также был предложен способ по повышению эффективности проведения ГРП на объекте №2.

В пятом разделе дано экономическое обоснование эффективности гидравлического разрыва пласта на месторождении Б., был подсчитан срок окупаемости проекта и выполнен анализ чувствительности проекта.

В шестом разделе описывается социальная ответственность при гидравлическом разрыве пласта. Дается анализ вредных и опасных факторов рабочей зоны, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Часть на английском языке дана в приложении. В ней описано семейство жидкостей разрыва ClearFRAC. Основные виды, их особенности, и области применения.